

УДК 621.311

DOI: 10.17212/1814-1196-2020-2-3-139-155

## Методология управления ремонтами оборудования в электрических сетях нефтепромыслов\*

В.М. ЛЕВИН<sup>a</sup>, Н.П. ГУЖОВ<sup>b</sup>, Н.А. ЧЕРНЕНКО<sup>c</sup>, А.А. ЯХЬЯ<sup>d</sup>

630073, РФ, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, Новосибирский государственный технический университет

<sup>a</sup> [levin@corp.nstu.ru](mailto:levin@corp.nstu.ru) <sup>b</sup> [guzov@ngs.ru](mailto:guzov@ngs.ru) <sup>c</sup> [N.Chernenko@corp.nstu.ru](mailto:N.Chernenko@corp.nstu.ru)

<sup>d</sup> [ammarazez384@gmail.com](mailto:ammarazez384@gmail.com)

Предложена инновационная методология управления ремонтами в распределительных электрических сетях и системах электроснабжения объектов нефтепромыслов. Методология позволяет обеспечить выбор оптимальных решений в соответствии с приоритетной целью управления за счет формализации риск-ориентированной модели планирования технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) электрооборудования со стратегией «по техническому состоянию». Одной из главных опций в составе комплекса задач управления ТОиР является адаптивная модель технологической карты ремонта энергообъектов, сформированная с соблюдением ряда ключевых принципов. Разработанная модель позволяет оптимизировать объем и трудоемкость ремонтов электрооборудования определенного типа исходя из минимального состава технологических операций, необходимых для устранения выявленных дефектов. Выявление дефектов в электрооборудовании достигается применением методов технической диагностики и неразрушающего контроля. При этом каждый из дефектов фиксируется в дефектной ведомости на объект с определением степени критичности и закреплением конкретного вида корректирующего воздействия. Оптимальная приоритизация ремонтов электрооборудования выполняется в соответствии с функцией минимального риска в условиях действующих ограничений по надежности (индексу технического состояния оборудования) и располагаемым ресурсам (суммарным затратам на ТОиР). Оригинальность реализации ключевого рискованного события – нарушения электроснабжения объекта нефтепромысла – обеспечивает расчет вероятности и тяжести последствий отказа электрооборудования с учетом его технического состояния и особенностей схемы электроснабжения. Приведенный пример иллюстрирует эффективность предложенного подхода и подчеркивает обоснованность принимаемых оптимальных решений. Ключевые компоненты разработанной методологии нашли практическое применение в условиях реальной эксплуатации оборудования объектов нефтепромыслов.

---

\* Статья получена 16 марта 2020 г.

Статья подготовлена по результатам научно-исследовательской работы в рамках договора № 5450/02 от 10.07.2018 «Разработка стандарта и методических документов для оптимизации системы технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования ДО ПАО «Газпромнефть» по техническому состоянию и наработке».

**Ключевые слова:** система электроснабжения нефтепромыслов, электрооборудование, стратегия обслуживания, ремонт, техническое состояние, корректирующее воздействие, цели управления, эффективность эксплуатации, вероятность отказа, риск нарушения электроснабжения

## ВВЕДЕНИЕ

Длительная надежная и безопасная эксплуатация оборудования электрических сетей обеспечивается соблюдением комплекса нормативно-технических требований, согласно которым основными корректирующими воздействиями являются техническое обслуживание и ремонт (ТОиР). Плановый характер ТОиР электрооборудования (ЭО) предусматривает составление перспективных графиков введения корректирующих воздействий с фиксацией их вида, объема и стоимости на интервале планирования  $\Delta T$  (год). В зависимости от типа ЭО за ним закрепляется стратегия ТОиР, которая определяет подходы к планированию<sup>1</sup>.

До недавнего времени практически безальтернативной признавалась стратегия «по периодичности, наработке», регламентирующая планирование и реализацию корректирующих воздействий по ТОиР ЭО через определенные строго фиксированные промежутки времени [1]. Указанная стратегия наряду с достоинствами имеет существенный недостаток: она закрепляет за каждой единицей ЭО прохождение полного комплекса операций в рамках  $i$ -го корректирующего воздействия по мере наступления его планового срока независимо от наличия в том фактической потребности. Это определяет необоснованную избыточность стратегии «по периодичности, наработке» в отношении суммарных затрат времени, труда и материальных ресурсов, привлекаемых на ТОиР ЭО. Кроме того, увеличение частоты и продолжительности плановых отключений ЭО снижает надежность электроснабжения потребителей, а значит, и эффективность эксплуатации электрических сетей [2, 3].

С введением в практику эксплуатации электрических сетей методики расчета индекса состояния (ИС) единиц и/или групп однотипного ЭО<sup>2</sup> [4] расширились рамки применения ТОиР со стратегией «по техническому состоянию». Указанная стратегия предписывает выполнение корректирующих воздействий с произвольной периодичностью строго по необходимости, которая определяется в результате мониторинга и диагностирования параметров состояния ЭО с количественной оценкой ИС.

Массовый перевод ЭО на стратегию «по техническому состоянию» открывает перспективные возможности в направлении повышения эффективности эксплуатации распределительных электрических сетей разного назна-

---

<sup>1</sup> Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. Утверждены Приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013. Доступен по: <https://rulaws.ru/acts/Prikaz-Minenergo-Rossii-ot-25.10.2017-N-1013>. Ссылка активна на 12 октября 2020 г.

<sup>2</sup> Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей. Утверждена Приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676. Доступен по: <http://docs.cntd.ru/document/456088008>. Ссылка активна на 12 октября 2020 г.

чения. Для этого потребуется формализация описания и решения комплекса задач по обоснованию критериев эффективности в соответствии с приоритетными целями управления ТОиР, по разработке моделей, методик и алгоритмов планирования, корректировке параметров технических воздействий на основное ЭО с учетом влияния ключевых факторов риска и пр. Многие из указанных задач доведены до приемлемых практических результатов [5–8], обсуждаются перспективные методы и подходы к решению, однако процесс поиска наилучшего научно обоснованного решения по-прежнему далек от своего завершения.

## 1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Электрические сети нефтедобывающих производств в отличие, например, от объектов ПАО «Россети» осуществляют функцию электроснабжения исключительно технологических потребителей нефтепромысловых объектов (НПО). Это определяет различие в целевых приоритетах и критериях эффективности эксплуатации таких объектов. Так, для электрических сетей общего назначения долгосрочным стратегическим приоритетом служит обеспечение максимального уровня надежности электроснабжения потребителей, что регламентируется индексами надежности типа SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – индекс средней частоты прерываний в работе системы, SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – индекс средней длительности прерываний в работе системы и др. [9]. Для электрических сетей нефтепромыслов стратегическим целевым приоритетом является бесперебойность технологических процессов и минимум суммарного ущерба от недовыработки продукции (потерь добычи нефти). Таким образом, очевидны различия в оптимизационных подходах к планированию ТОиР и выбору параметров корректирующих воздействий на ЭО по периодичности и объему. Следует отметить, что решение оптимизационной задачи, как правило, выполняется в условиях всевозможных ограничений, например, по доступным материальным, трудовым и финансовым ресурсам (затратам на ТОиР ЭО), а также с учетом влияния многочисленных факторов риска.

Для электрических сетей нефтепромыслов ключевым рисковым событием служит отказ ЭО, питающего НПО. Отказ ЭО как случайное событие характеризуется такими параметрами, как вероятность ( $Q$ ) и частота ( $\omega$ ), которые зависят от ряда факторов. Различают постепенные и внезапные отказы ЭО [10]. Постепенные отказы, как правило, можно прогнозировать. Они обусловлены старением (ухудшением свойств материалов и элементов конструкций) ЭО. Внезапные отказы прогнозировать нельзя. Они возникают под воздействием внутренних и внешних по отношению к ЭО случайных факторов, таких как воздействие окружающей среды, ошибки эксплуатационного персонала и пр. Таким образом, вероятность (частота) отказа ЭО напрямую связана с его техническим состоянием, интегральной характеристикой которого является ИС, определяемый на основе данных технической документации и результатов диагностирования. Учет этой взаимосвязи для  $i$ -й единицы ЭО выполняется по следующей зависимости:

$$Q_i = 1 - \exp(-\omega_i)J_i, \quad (1)$$

где  $\omega_i$  (год<sup>-1</sup>) и  $J_i$  (о.е.) – значения средней частоты отказа и ИС  $i$ -й единицы ЭО. Кроме вероятности рисковое событие характеризуется тяжестью последствий (ущербы от нарушения технологии, поломки оборудования, угрозы экологии и безопасности персонала, недовыработки продукции). Составляющие суммарного ущерба ( $Y$ ) могут быть проранжированы [11] и количественно оценены для каждого типового НПО. Для этих целей в [12] использован термин «критичность», который служит интегральной оценкой вероятности и тяжести последствий ключевого рискового события для каждого типа НПО. Таким образом, критичность или функция риска отказа ЭО может быть записана в виде

$$R = Q \cdot M[Y], \quad (2)$$

где  $M[Y] = P_{\text{нагр}} \cdot \Delta t \cdot D \cdot c$  – математическое ожидание ущерба;  $P_{\text{нагр}}$  (кВт) – мощность нагрузки;  $\Delta t$  (ч) – время перерыва электроснабжения;  $D$  (т/кВт · ч) – удельная производительность потребителя НПО;  $c$  (руб/т) – удельная стоимость потерь. Суммарное количество и объем корректирующих воздействий по ТОиР ЭО служат параметрами оптимизации на интервале планирования ( $\Delta T$ ), так как в конечном итоге определяют одну из главных составляющих интегральных производственных ресурсов сетевого предприятия ( $C_{\text{ТОиР}}$ ), которые всегда ограничены [13]. Исходя из этого в качестве целевой функции оптимизации следует принять минимум функции риска  $\text{Mim}(R)$ , а в качестве ограничений – следующие соотношения:

$$C_{\text{ТОиР}} \leq C_{\text{пред}}, \quad \text{ИС}_i \geq \text{ИС}_{\text{пр}} \quad \text{при } i = \overline{1, N}. \quad (3)$$

Здесь  $C_{\text{пред}}$  – располагаемый интегральный ресурс сетевого предприятия на ТОиР ЭО на год планирования (например, в человеко-часах или рублях);  $\text{ИС}_{\text{пр}}$  – предельно допустимое значение ИС для каждой единицы ЭО определенного типа;  $N$  – количество единиц ЭО, подлежащих ТОиР на год планирования (штук). Параметрами оптимизации корректирующих воздействий при этом будут являться периодичность воздействия по ТОиР каждой единицы ЭО ( $T_{\text{ТОиР}}$ ) на интервале планирования и суммарная трудоемкость совокупности операций по устранению дефектов ( $\sum \text{Tr}_i^j$ ) в составе каждого  $i$ -го корректирующего воздействия определенного вида по каждой  $j$ -й единице из  $N$  единиц ЭО, подлежащих плановому ТОиР.

На основании изложенного очевидна необходимость формирования методологии принятия решений, которая бы учитывала и сочетала в себе сценарный подход, многообразие влияющих факторов и вариативность целей управления. Ключевые компоненты разрабатываемой методологии представляет и обсуждает данная статья.

## 2. МЕТОДОЛОГИЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ. МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ

### Модель планирования работ по ТОиР электрооборудования

Эксплуатация ЭО со стратегией «по техническому состоянию» предусматривает первоначальное формирование плана-графика ППР на календарный год. Принципы его формирования основаны на понятии ремонтного цикла – интервала времени между двумя последовательными капитальными ремонтами (КР), которые предназначены для восстановления частично утраченной работоспособности ЭО. На интервале ремонтного цикла ( $T_{р.ц}$ ) ЭО с фиксированной нормативной периодичностью размещаются остальные виды корректирующих воздействий, к которым относят: осмотр (О) – визуальный контроль ЭО; углубленный осмотр (УО) – инструментальный контроль с применением средств технической диагностики и неразрушающего контроля (ТД и НК); техническое обслуживание (ТО) – комплекс операций по поддержанию работоспособности ЭО в процессе эксплуатации без его отключения; текущий ремонт (ТР) – комплекс операций для гарантированного обеспечения работоспособности ЭО с выводом его из работы;

При составлении плана-графика ППР на текущий календарный год учитывается дата предыдущего КР и/или ТР ( $T_{рППР}$ ). Составленный подобным образом план фиксируется и представляет собой «базовую сетку» для получения плана-графика ТОиР ЭО «по техническому состоянию». План-график ТОиР «по техническому состоянию» не является статичным. Он периодически корректируется за счет смещения сроков выполнения ремонтных воздействий в соответствии с фактической необходимостью, которая определяется техническим состоянием ЭО. В свою очередь, интегральной характеристикой технического состояния служит ИС.

Таким образом, получение информации о значении ИС единицы ЭО является необходимым и достаточным условием для принятия решения о корректировке межремонтного периода на интервале планирования. Практика эксплуатации ЭО в распределительных сетях нефтепромыслов доказала оправданность следующих правил корректировки:

1) если для  $i$ -й единицы ЭО  $25 \% \leq ИС_i < 50 \%$ , то выполнение ремонта планируется непосредственно на следующий календарный месяц с фиксацией даты в графике ТОиР. Это позволяет исключить вероятные отказы ЭО, в том числе с тяжелыми последствиями;

2) если значение  $ИС_i \geq 50 \%$ , то корректировка межремонтного периода ТР производится согласно выражению

$$T_{\text{мр}} = kT_{\text{норм}},$$

где  $T_{\text{мр}}$  – расчетная продолжительность межремонтного периода;  $T_{\text{норм}}$  – нормативная продолжительность межремонтного периода для стратегии ППР;  $k$  – поправочный коэффициент, принимающий значение из диапазона [1...1,5]. Указанный диапазон устанавливается экспертным путем на основе анализа функционирования ЭО со стратегией «по техническому состоя-

нию». После получения скорректированного значения межремонтного периода производится определение даты проведения ремонта:

$$T_p = T_{p\text{ППР}} + T_{\text{мр}},$$

где  $T_{p\text{ППР}}$  – дата проведения предыдущего ремонта из плана-графика ППР. В табл. 1 приводятся значения нормативных межремонтных периодов ( $T_{\text{норм}}$ ) для некоторых типов ЭО 6(10) кВ по видам основных корректирующих воздействий.

Таблица 1

Table 1

### Значения нормативных межремонтных периодов оборудования 6(10) кВ

#### Values for the periods between repairs of the 6 (10) kV equipment

№ п/п	Наименование оборудования	Периодичность, мес.		
		ТО	ТР	КР
1	ВЛ 6 (10) кВ на металлических и железобетонных опорах	6	24	120
2	КЛ 6 (10) кВ	6 (3)	36	60
3	Трансформатор силовой 6 (10) кВ	3	12	144
4	Выключатель масляный 6 (10) кВ	1	12	96
5	Выключатель вакуумный 6 (10) кВ	6	24	120
6	Разъединитель 6 (10) кВ	1	12	96

Значение поправочного коэффициента  $k$  определяется по табл. 2 в соответствии со значениями ИС ЭО, рассчитанными по данным, полученным в результате осмотра, углубленного осмотра и диагностических обследований.

Таблица 2

Table 2

### Поправочный коэффициент для корректировки межремонтного периода

#### Correction factor for the inter-repair period adjustment

ИС, %	50...70	70...85	85...100
$k$ , о.е	1,0	1,25	1,5

### Адаптивная модель технологической карты ремонта электрооборудования

Технологическая карта (ТК) служит основным организационно-технологическим документом в управлении ТОиР ЭО. Она содержит комплекс мероприятий по организации труда с использованием наиболее эффективных современных средств механизации, технологической оснастки, инструмента и

приспособлений. Как правило, в ТК включают наиболее прогрессивные и рациональные методы и технологии ТОиР, способствующие повышению производительности труда, улучшению качества работ, снижению их себестоимости. Типовая модель и методика формирования ТК ППР объектов электроэнергетики утверждены нормативным документом<sup>3</sup>. В соответствии с требованиями ТК подразделяются по видам воздействий на объект (О, УО, ТО, ТР, КР) и содержат следующую информацию: характеристика объекта обслуживания; типовой перечень необходимых операций; трудоемкость каждой операции в человеко-часах; количество задействованного персонала по функциям (состав бригады); расходные материалы, оснастка, инструмент, спецмеханизмы, включая транспортные средства.

Управление ТОиР ЭО со стратегией «по техническому состоянию» на основе критерия минимального риска основано на принятии решений в условиях случайности факторов, таких как повреждаемость ЭО, отказ электрооборудования НПО, тяжесть последствий отказа, наличие необходимого ресурса и др. В этих условиях типовая модель ТК оказывается непригодной для планирования ТОиР ЭО в силу своей избыточности и детерминированности. Необходима адаптивная модель ТК, позволяющая корректировать суммарную трудоемкость работ по ремонту ЭО исходя из минимального набора операций, необходимых и достаточных для качественного восстановления и проверки работоспособности объекта обслуживания (ОО) с соблюдением стандартных мер и правил безопасности.

Адаптивная модель ТК ремонта ОО основана на типовом разделении полного перечня операций на два блока – организационный и технологический. Организационный блок включает операции, связанные с логистикой, подготовкой рабочего места, выполнением санитарно-гигиенических норм, допуском к ОО, отчетностью и является некорректируемым. Технологический блок включает операции, направленные на устранение неисправностей, а также регулировку и проверку работоспособности ОО. Именно он допускает необходимую корректировку. Формирование адаптивной модели ТК должно выполняться по следующим ключевым принципам:

1) полная идентификация возможных неисправностей (дефектов) функциональных узлов единицы ЭО и соответствующих им исправляющих операций;

2) объективная оценка трудоемкости каждой исправляющей операции в условиях выполнения на ОО;

3) ранжирование дефектов по степени критичности (с точки зрения продления эксплуатации ОО), определяемой средствами технической диагностики и неразрушающего контроля, например: некритический дефект (НКД), критический дефект (КД).

Соблюдение указанных принципов обеспечивает определение результирующей трудоемкости  $\left(\sum Tr_i^j\right)$  не как суммы трудозатрат по полному перечню операций, содержащихся в типовой ТК на ремонт ОО, а по сокращенному перечню исправляющих операций, требующих фактического выполне-

<sup>3</sup> СТО 56947007-29.240.55.168-2014 Методические указания по разработке технологических карт и проектов производства работ по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ. Утверждено Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.04.2014 № 165. Доступно по: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.55.168-2014.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.55.168-2014.pdf). Ссылка активна на 12 октября 2020.

ния в конкретных условиях. Методология определяет однозначное формирование ТК на ремонт любого из ОО в соответствии с выявленными и классифицированными дефектами электрооборудования, которым с применением адаптивной модели поставлен в соответствие минимальный перечень исправляющих технологических операций. На рис. 1 показана структура альбома ТК на ремонты электрооборудования со стратегией «по техническому состоянию», генерируемого на основе адаптивной модели.

ТК 01		Тип объекта обслуживания – ВЛ 6(10) кВ	
		Вид воздействия - ремонт	
Организационный раздел / начало работ		Перечень операций	Трудоёмкость, чел.час
Технологический раздел		Перечень операций:	Трудоёмкость, чел.час
1	---	1	---
2	--- X	2	--- Y
3	--- X	3	--- Y
...	...	...	...
n-1	---	n-1	---
n	--- X	n	--- Y
	$\sum X$		$\sum Y$
Организационный раздел / окончание работ		Перечень операций	Трудоёмкость, чел.час

Рис. 1. Альбом технологических карт на ремонты электрооборудования со стратегией «по техническому состоянию» на основе адаптивной модели

Fig. 1. Album of technological maps for electrical equipment repairs with the “condition based maintenance” strategy based on the adaptive model

### Алгоритм формирования дефектной ведомости для объекта обслуживания

Одним из обязательных инструментов для планирования ремонтов ЭО со стратегией «по техническому состоянию» является дефектная ведомость. Дефектная ведомость формируется для каждого ОО и содержит информацию из листов осмотра. Фактически это перечень дефектов, выявленных на ОО при проведении О или УО, но не устраненных на текущий момент времени, с указанием степени критичности каждого дефекта и закреплением за ним определенного вида корректирующего воздействия. В качестве корректирующих воздействий ТОиР, как правило, назначаются такие виды воздействий, как ТО и ТР. В случае необходимости мониторинга степени неисправности ЭО и уточнения объема ремонта назначается проведение УО с закреплением конкретного метода ТД и НК. На рис. 2 представлен алгоритм формирования дефектной ведомости обобщенного ОО. В зависимости от типа ЭО каждому дефекту присваивается индивидуальный идентификационный код, по которому производится закрепление за дефектом конкретного метода ТД и НК.

Код дефекта используется также при формировании адаптивной ТК ремонта ОО для идентификации обнаруженного дефекта и связанного с ним перечня исправляющих операций.

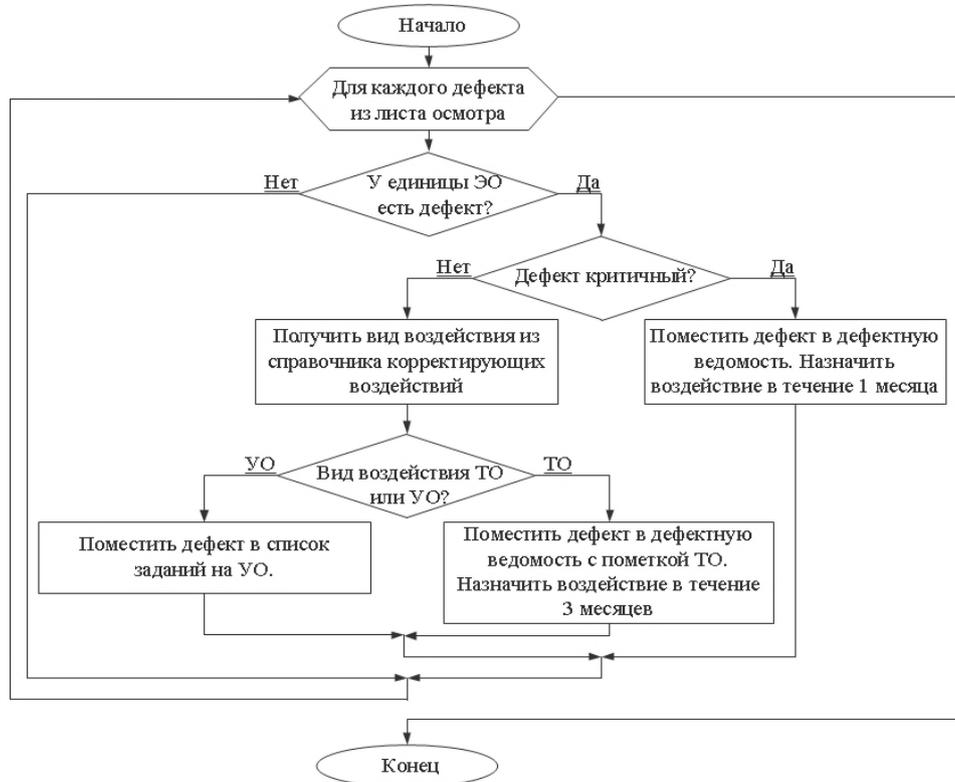


Рис.2. Алгоритм формирования дефектной ведомости единицы электрооборудования

Fig. 2. Algorithm for forming a defective statement of an electrical equipment unit

### 3. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ. АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ

В качестве примера, иллюстрирующего разработанную методологию управления ремонтами ЭО в распределительных сетях нефтепромыслов, рассмотрим два однотипных объекта, работающих в схожих условиях. Оба сетевых объекта имеют в своем составе одноцепные ВЛ 6 кВ длиной 2 и 3 км, выполненные на металлических опорах проводом АС-95.

Первый объект (ВЛ-1) обеспечивает электроснабжение технологических потребителей дожимной насосной станции с устройством предварительного сброса пластовой воды (ДНС с УПСВ) мощностью  $P_{\text{нагр}} = 1000$  кВт, временем перерыва электроснабжения  $\Delta t = 1$  ч и удельной производительностью  $D = 0,01$  т/кВт · ч.

Второй объект (ВЛ-2) питает потребителей кустовой площадки нефтяных скважин суммарной мощностью  $P_{\text{нагр}} = 1000$  кВт,  $\Delta t = 0,015$  ч,  $D$  т/кВт · ч. Пусть состояние ВЛ-1 и ВЛ-2 характеризуется наличием в дефектных ведомостях (табл. 3) различных по характеру дефектов.

Таблица 3

Table 3

**Состав дефектов ВЛ-1 и ВЛ-2**  
**The composition of the defects of OL-1 and OL-2**

Функциональный узел	Код дефекта	Наименование (характеристика) дефекта	Контролируемый параметр	Уровень критичности		Корректирующие воздействия	
				КД	НКД	КД	НКД
ВЛ-1							
Трасса	Т09	Наличие вблизи ВЛ не предусмотренных проектом объектов	$L < 10$ м	+	-	ТО	-
Опора	Металлическая опора						
	С02	Отрывы элементов конструкции опор		+	+	ТР	ТО
Пролет	П07	Изменение стрел провеса и расстояний от проводов ВЛ до земли, до пересекаемых объектов, между фазами до значений, отличных от допустимых		+	-	ТР	-
ВЛ-2							
Опора	С08	Отклонение от вертикали		+	-	ТР	ТО
Пролет	П01	Ремонт провода, наложение бандажа с опусканием провода		+	-	ТР	-

В табл. 4 приводится перечень технологических операций адаптивной ТК на ремонт каждого из ОО (ВЛ-1 и ВЛ-2). Показаны отличия в суммарных трудозатратах на их выполнение ( $\sum Tr_i^j$ ) с использованием поправочных коэффициентов, учитывающих, в частности, такие факторы, как природно-климатические условия и транспортную доступность.

Расчеты ИС ВЛ по методике [4] приведены в табл. 5. В расчетах приняты балльные оценки групп параметров состояния отдельных функциональных узлов ВЛ 6 кВ в диапазоне от 10 (наилучшее) до 1 (наихудшее).

По результатам расчетов ИС функциональных узлов вычисляется оценка ИС каждого из объектов в целом:

$$J_{ВЛ-1} = (0,91 \cdot 0,334 + 0,1 \cdot 0,666) 100 \% = 37 \%,$$

$$J_{ВЛ-2} = (1 \cdot 0,334 + 0,37 \cdot 0,666) 100 \% = 58 \%.$$

Как следует из расчетов, состояние ВЛ-1 по значению ИС попадает в категорию  $\geq 25 \%$  и  $< 50 \%$  (неудовлетворительное). При этом выполнение ре-

монта необходимо планировать непосредственно на следующий за расчетным календарный месяц с фиксацией даты в графике ТОиР. Для ВЛ-2 коэффициент  $k$  корректировки периодичности ремонта принимает значение 1,0 (см. табл. 2), т. е. межремонтный период в графике ТОиР не корректируется. Таким образом, исходя из оценки технического состояния ремонт ВЛ-1 более приоритетен, чем ремонт ВЛ-2, и должен быть запланирован по графику ТОиР в более ранние сроки.

При расчете вероятностей отказа ОО с учетом их фактического технического состояния по формуле (1) используется значение средней частоты отказа для ВЛ-6 кВ длиной 2-3 км, равное  $\omega = 0,202 \text{ год}^{-1}$  [14, 15]:

$$Q_{\text{ВЛ-1}} = 1 - \exp(-0,202) \cdot 0,37 = 0,698,$$

$$Q_{\text{ВЛ-2}} = 1 - \exp(-0,202) \cdot 0,58 = 0,526.$$

Таблица 4

Table 4

**Перечень технологических операций адаптивной технологической карты на ремонт ВЛ-1 и ВЛ-2**

**List of technological operations of the adaptive technological map for the repair of OL-1 and OL-2**

ВЛ-1			ВЛ-2		
Код дефекта	Исправляющие операции	$\Sigma \text{Tr}_i^j$ чел.-ч	Код дефекта	Исправляющие операции	$\Sigma \text{Tr}_i^j$ чел.-ч
Т09	Расчистка трассы от поросли, ликвидация посторонних предметов, рубка угрожающих падением деревьев	10	С08	Проверка состояния опор и их установки (отклонение от вертикали, перекосы элементов), при необходимости выравнивание опор	9,3
С02	Протяжка анкерных болтов, восстановление уголков крестовых связей				
П07	Перетягивание отдельных участков проводов, подтяжка и регулировка провеса проводов				
			П01	Ремонт провода, наложение бандажа с опусканием провода	

Расчеты функции риска (целевой функции оптимизации) для каждой из ВЛ выполняются по формуле (2) при значении удельной стоимости потерь добычи нефти  $c = 15\,000$  рублей за тонну. Полученные результаты:

$$R_{\text{ВЛ-1}} = 1000 \cdot 1 \cdot 0,01 \cdot 0,698 \cdot 15 \cdot 10^3 = 104,7 \text{ тыс. рублей};$$

$$R_{\text{ВЛ-2}} = 1000 \cdot 0,015 \cdot 10 \cdot 0,526 \cdot 15 \cdot 10^3 = 1183,5 \text{ тыс. рублей}$$

свидетельствуют о том, что риск нарушения электроснабжения потребителей НПО при отказе ВЛ-2 более чем на порядок превышает аналогичный риск при отказе ВЛ-1.

Таким образом, по критерию минимального риска наивысший приоритет при планировании получает ремонт ВЛ-2, отказ которой, как показали расчеты, менее вероятен, чем отказ ВЛ-1, однако вызывает более тяжелые последствия. С точки зрения проверки выполнения условий (3) ограничимся общими рассуждениями. В качестве наиболее вероятного примем сценарий, согласно которому требуемые на ТОиР ЭО затраты не превысят располагаемой величины ( $C_{пред}$ ), а  $ИС_{ОО} > ИС_{пр} = 25\%$ .

Согласно принятому сценарию оптимальным решением задачи является приоритетное выполнение ремонта ВЛ-2 в течение календарного месяца от расчетной даты. В этом случае выполнение ремонта ВЛ-1 следует планировать через месяц после ремонта ВЛ-2. Такое решение, в свою очередь, позволит повысить индекс технического состояния ВЛ-1, уменьшить вероятность ее отказа, а следовательно, величину суммарного риска на рассматриваемом горизонте планирования.

Таблица 5

Table 5

**Результаты расчета индекса состояния ВЛ-1 и ВЛ-2**

**The results of the calculation of condition index OL-1 and OL-2**

Функциональный узел	Группа параметров	Балльная оценка группы параметров ВЛ-1 / ВЛ-2	«Вес» группы параметров в оценке узла	Расчеты ИС объектов по ИС функциональных узлов
Опора	Крепления опоры, стойки, траверсы, крюка, изолятора на стойке опоры, провода	10	0,3	<p><b>ВЛ-1</b>  <math>(0,3 \cdot 10 + 0,1 \cdot 1 + 0,2 \cdot 10 + 0,1 \cdot 10 + 0,3 \cdot 10) / 10 = \mathbf{0,91}</math></p> <p><b>ВЛ-2</b>  <math>(0,3 \cdot 10 + 0,1 \cdot 10 + 0,2 \cdot 10 + 0,1 \cdot 10 + 0,3 \cdot 10) / 10 = \mathbf{1,0}</math></p>
	Приставка, стойка, подкос	1 / 10	0,1	
	Траверса, крюк, изолятор на траверсе	10	0,2	
	Заземляющее устройство	10	0,1	
	Коммутационные аппараты, разрядники	10	0,3	
Пролет	Трасса ВЛ	1 / 10	0,3	<p><b>ВЛ-1</b>  <math>(0,3 \cdot 1 + 0,7 \cdot 1) / 10 = \mathbf{0,1}</math></p> <p><b>ВЛ-2</b>  <math>(0,3 \cdot 10 + 0,7 \cdot 1) / 10 = \mathbf{0,37}</math></p>
	Провод, кабельная вставка	1 / 1	0,7	

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Совершенствование методологии управления ТОиР ЭО со стратегией «по техническому состоянию» на основе риск-ориентированных моделей и алгоритмов принятия решений способствует повышению эффективности функционирования электрических сетей и промышленных технологических комплексов.

Предложенная авторами инновационная методология ориентирована на применение в распределительных электрических сетях и системах электропитания нефтепромысловых объектов. Методология обеспечивает формализованное описание и решение комплекса задач планирования ТОиР, выбора и корректировки вида, объемов и периодичности технических воздействий на ЭО со стратегией «по техническому состоянию». Целевой функцией оптимизации параметров технических воздействий является минимум суммарного риска от нарушений электроснабжения потребителей НПО. В качестве главных ограничений на область допустимых решений используются располагаемые ресурсы предприятия (суммарные затраты на ТОиР) и надежность (предельно допустимое значение ИС ЭО). Расчет суммарного риска предусматривает определение потерь добычи нефти от каждого технологического потребителя с учетом индивидуальных особенностей его электроснабжения, а также определение вероятностей отказа ЭО с учетом его фактического технического состояния. Одной из главных опций в составе методологии служит адаптивная модель технологической карты на ремонт ЭО со стратегией «по техническому состоянию». В основу ее построения положен ряд ключевых принципов, таких как полная идентификация возможных дефектов функциональных узлов единицы ЭО и соответствующих им исправляющих операций, объективная оценка трудоемкости каждой исправляющей операции в условиях ее выполнения на ОО, ранжирование дефектов по степени критичности, определяемой средствами ТД и НК. Это обеспечивает определение объема корректирующего воздействия на ЭО лишь по сокращенному перечню исправляющих операций, требующих фактического выполнения в конкретных условиях. Логические и расчетно-аналитические достоинства разработанной методологии иллюстрирует конкретный пример. К сожалению, рамки статьи ограничивают возможность демонстрации предложенного комплекса решений в полной мере, однако приведенный пример убедительно показывает четкую последовательность расчетов, достоверность результатов, логику разрешения противоречий при выборе приоритетов и оценке эффективности получаемых результатов.

Закономерной потребностью в развитии и более эффективном использовании разработанной методологии управления ТОиР ЭО нефтепромысловых объектов, связанной с большой размерностью решаемого комплекса задач, является ее реализация на платформе специализированного программного обеспечения. Следует отметить, что представленные компоненты разработанной методологии нашли практическое применение в условиях реальной эксплуатации ЭО НПО.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Синягин Н.Н.* Система планово-предупредительного ремонта электрооборудования промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1984. – 446 с.
2. *Короткевич М.А.* Основные направления совершенствования эксплуатации электрических сетей. – Минск: Техноперспектива, 2003. – 373 с.
3. *Назарычев А.Н.* Модели и методы оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния. – Иваново: Изд-во ИГЭУ, 2002. – 172 с.
4. *Грабчак Е.П.* Оценка технического состояния энергетического оборудования в условиях цифровой экономики // Надежность и безопасность энергетики. – 2017. – № 10 (4). – С. 268–274.
5. *Петросенко А.В., Тульский В.Н.* Применение многокритериального подхода и комбинированного анализа при формировании производственной программы электросетевых организаций // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 5 (56). – С. 38–49.
6. О методологии расчета технического риска на основе вероятности и последствий отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования / Е.П. Грабчак, Е.А. Медведева, А.О. Петренко, Т.В. Щинова // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 1 (52). – С. 22–29.
7. *Busson M.* RCM3: risk-based reliability centered maintenance. – 3rd ed. – New York: Industrial Press, 2018. – 500 p.
8. *Антоненко И.Н.* Методология RCM: ретроспектива и перспектива надежность-ориентированного технического обслуживания // Энергия единой сети. – 2019. – № 1 (43). – С. 34–46.
9. *Сахарова И.В.* Об учете качества услуг в тарифном регулировании распределительных электросетевых компаний в российской и зарубежной практике // Современная экономика: проблемы и решения. – 2013. – № 5 (41). – С. 43–51.
10. *Левин В.М., Секретарев Ю.А.* Оценка влияния на надежность системы электроснабжения различного рода дефектов ее основных элементов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2019. – Т. 11, № 4 (44). – С. 55–63.
11. *Лесных В.В., Тимофеева Т.Б., Петров В.С.* Проблемы оценки экономического ущерба, вызванного перерывами в электроснабжении // Экономика региона. – 2017. – Т. 13, вып. 3. – С. 847–858.
12. ГОСТ 27.310–95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 18 с.
13. *Антоненко И.Н.* Риск-ориентированный подход к управлению производственными активами энергетики // Энергоэксперт. – 2020. – № 1 (23). – С. 26–33.
14. *Левин В.М.* Инновационные решения в управлении ремонтами энергетического оборудования нефтедобывающего комплекса // Главный энергетик. – 2020. – № 1. – С. 30–39.
15. *Napoleone L., Roda I., Macchi M.* The implications of condition monitoring on asset-related decision-making in the Italian power distribution sector // IFAC PapersOnLine. – 2016. – Vol. 49 (28). – P. 108–113.

*Левин Владимир Михайлович*, доктор технических наук, заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – диагностика и эксплуатационная надежность электрооборудования. Имеет более 80 публикаций, в том числе монографию. E-mail: levin@corp.nstu.ru

*Гужов Николай Петрович*, кандидат технических наук, доцент кафедры систем электроснабжения предприятий Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – оптимизация систем электроснабжения потребителей с учетом состояния оборудования. Имеет более 45 публикаций. E-mail: guzov@ngs.ru

*Черненко Наталья Александровна*, старший преподаватель кафедры техники и электрофизики высоких напряжений Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – организация надежной эксплуатации оборудования и его изоляционных систем. Имеет около 20 публикаций. E-mail: N.Chernenko@corp.nstu.ru

*Яхья Аммар Абдулазиз*, аспирант кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – диагностика и оценка технического состояния силового маслонаполненного оборудования. Имеет 9 публикаций. E-mail: ammarazez384@gmail.com

*Levin Vladimir M.*, D.Sc. (Eng.), head of the department of Automated Electric Power Systems, Novosibirsk State Technical University. The main field of his scientific research is diagnostics and operational reliability of electrical equipment. He has over 80 publication, including a monograph. E-mail: levin@corp.nstu.ru

*Guzhov Nikolay P.*, PhD (Eng.), associate professor of the department of Power Supply Systems for Enterprises, Novosibirsk State Technical University. The main field of his scientific research is the optimization of consumer power supply systems taking into account the state of the equipment. He has over 45 publications. E-mail: guzov@ngs.ru

*Chernenko Natalya A.*, senior lecturer, Department of Engineering and High Voltage Electrophysics, Novosibirsk State Technical University. The main field of her scientific research is the organization of reliable operation of equipment and its insulation systems. She has about 20 publications. E-mail: N.Chernenko@corp.nstu.ru

*Yahya Ammar A.*, postgraduate student of the department of Automated Electric Power Systems, Novosibirsk State Technical University. The main field of his scientific research is diagnostics and assessment of the technical condition of power oil-filled equipment. He has 9 publications. E-mail: ammarazez384@gmail.com

DOI: 10.17212/1814-1196-2020-2-3-139-155

### ***Methodology for managing equipment repairs in oilfield electrical networks\****

*V.M. LEVIN<sup>a</sup>, N.P. GUZHOV<sup>b</sup>, N.A. CHERNENKO<sup>c</sup>, A.A. YAHYA<sup>d</sup>*

*Novosibirsk State Technical University, 20 K. Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation*

<sup>a</sup> levin@corp.nstu.ru   <sup>b</sup> guzov@ngs.ru   <sup>c</sup> N.Chernenko@corp.nstu.ru

<sup>d</sup> ammarazez384@gmail.com

#### **Abstract**

An innovative methodology for managing repairs in distribution networks and power supply systems for oilfield facilities is proposed in this paper. The methodology makes it possible to select optimal solutions in accordance with the priority management goal by formalizing a risk-based model for planning maintenance and repair (M&R) of electrical equipment with a "condition-based maintenance" strategy. One of the main options in the complex of M&R management tasks is an adaptive model of the technological map for the repairs of power facilities, formed in compliance with a number of key principles. The developed model allows you to optimize the volume and complexity of repairs of electrical equipment of a certain type based on the minimum composition of technological operations necessary to eliminate the identified defects. Detection of defects in electrical equipment is achieved by using methods of technical diagnostics and non-destructive testing. In this case, each of the defects is recorded in the defect statement for the object, with the determination of the degree of criticality and fixing a specific type of corrective action. Optimal prioritization of electrical equipment repairs is performed in

---

\* Received 16 March 2020.

*The article is based on the results of research work under the agreement No. 5450/02 dated 10.07.2018 "Development of standards and methodological documents for optimizing the system of maintenance and repair of power equipment TO PJSC Gazprom Neft in terms of technical condition and operating time".*

accordance with the minimum risk function under current restrictions on reliability (an equipment technical condition index) and available resources (total maintenance costs). The originality of the implementation of a key risk event – a power supply failure of an oilfield facility provides calculating the probability and severity of the consequences of an electrical equipment failure taking into account its technical condition and features of the power supply scheme. The given example illustrates the effectiveness of the proposed approach and emphasizes the validity of optimal decisions. The key components of the developed methodology have found practical application in the conditions of real operation of the equipment of oilfield facilities.

**Keywords:** oilfield power supply system, electrical equipment, maintenance strategy, repair, technical condition, corrective action, management goals, operational efficiency, probability of failure, risk of power failure

## REFERENCES

1. Sinyagin H.H. *Sistema planovo-predupreditel'nogo remonta elektrooborudovaniya promyshlennykh predpriyatiy* [System of scheduled preventive maintenance of electrical equipment of industrial enterprises]. Moscow, Energiya Publ., 1984. 446 p.
2. Korotkevich M.A. *Osnovnye napravleniya sovershenstvovaniya ekspluatatsii elektricheskikh setei* [Main directions for improving the operation of electric networks]. Minsk, Tekhnoperspektiva Publ., 2003. 373 p.
3. Nazarychev A.N. *Modeli i metody optimizatsii remonta elektrooborudovaniya ob"ektov energetiki s uchetom tekhnicheskogo sostoyaniya* [Models and methods for optimizing the repair of electrical equipment of power facilities, taking into account the technical condition]. Ivanovo, IGEU Publ., 2002. 172 p.
4. Grabchak E.P. Otsenka tekhnicheskogo sostoyaniya energeticheskogo oborudovaniya v usloviyakh tsifrovoi ekonomiki [Assessment of technical condition of power equipment in conditions of digital economy]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*, 2017, no. 10 (4), pp. 268–274.
5. Petrosenko A.V., Tul'skii V.N. Primenenie mnogokriterial'nogo podkhoda i kombinirovannogo analiza pri formirovanii proizvodstvennoi programmy elektrosetevykh organizatsii [Application of a multi-criteria approach and combined analysis in the formation of the production program of electric grid organizations]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie = Electric power. Transmission and distribution*, 2019, no. 5 (56), pp. 38–49.
6. Grabchak E.P., Medvedeva E.A., Petrenko A.O., Shchinova T.V. O metodologii rascheta tekhnicheskogo riska na osnove veroyatnosti i posledstviy otkaza funktsional'nogo uzla i edinitsy osnovnogo tekhnologicheskogo oborudovaniya [On the methodology for calculating technical risk based on the probability and consequences of failure of a functional unit and a unit of main technological equipment]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie = Electric power. Transmission and distribution*, 2019, no. 1 (52), pp. 22–29.
7. Busson M. RCM3: risk-based reliability centered maintenance. 3rd ed. New York, Industrial Press, 2018. 500 p.
8. Antonenko I.N. Metodologiya RCM: retrospektiva i perspektiva nadezhnostno-orientirovannogo tekhnicheskogo obsluzhivaniya [RCM methodology: a retrospective and perspective of reliability-oriented maintenance]. *Energiya edinoi seti = Energy of Unified Grid*, 2019, no. 1 (43), pp. 34–46.
9. Sakharova I.V. Ob uchete kachestva uslug v tarifnom regulirovanii raspredelitel'nykh elektrosetevykh kompanii v rossiiskoi i zarubezhnoi praktike [On the accounting of quality of services in tariff regulation of distributive electro-network companies in Russian and foreign practice]. *Sovremennaya ekonomika: problemy i resheniya = Modern Economics: problems and solutions*, 2013, no. 5 (41), pp. 43–51.
10. Levin V.M., Sekretarev Yu.A. Otsenka vliyaniya na nadezhnost' sistemy elektrosnabzheniya razlichnogo roda defektov ee osnovnykh elementov [Evaluation of the effect on the reliability of the electrical supply system of a different kind of defects of its basic elements]. *Vestnik Kazanskogo*

gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta = Kazan state power engineering university bulletin, 2019, vol. 11, no. 4 (44), pp. 55–63.

11. Lesnykh V.V., Timofeyeva T.B., Petrov V.S. Problemy otsenki ekonomicheskogo ushcherba, vyzvannogo pereryvami v elektrosnabzhenii [Problems of the assessment of economic damage caused by power supply interruption]. *Ekonomika regiona = Economy of Region*, 2017, vol. 13, iss. 3, pp. 847–858.

12. GOST 27.310–95. *Nadezhnost' v tekhnike. Analiz vidov, posledstviy i kritichnosti otkazov. Osnovnyye polozeniya* [State standard 27.310–95. Dependability in technics. Failure mode, effects and criticality analysis. Basic principles]. Moscow, Standards Publ., 2002. 18 p.

13. Antonenko I.N. Risk-orientirovannyi podkhod k upravleniyu proizvodstvennymi aktivami energetiki [Risk-based approach to managing energy production assets]. *Energoekspert = Energoexpert*, 2020, no. 1 (23), pp. 26–33.

14. Levin V.M. Innovatsionnye resheniya v upravlenii remontami energeticheskogo oborudovaniya nefte dobyvayushchego kompleksa [Innovative solutions in power equipment repairs management of the oil-producing complex]. *Glavnyi energetik = Chief power*, 2020, no. 1, pp. 30–39.

15. Napoleone L., Roda I., Macchi M. The implications of condition monitoring on asset-related decision-making in the Italian power distribution sector. *IFAC PapersOnLine*, 2016, vol. 49 (28), pp. 108–113.

Для цитирования:

Методология управления ремонтами оборудования в электрических сетях нефтепромыслов / В.М. Левин, Н.П. Гужов, Н.А. Черненко, А.А. Яхья // Научный вестник НГТУ. – 2020. – № 3–4 (79). – С. 139–155. – DOI: 10.17212/1814-1196-2020-2-3-139-155.

For citation:

Levin V.M., Guzhov N.P., Chernenko N.A., Yahya A.A. Metodologiya upravleniya remontami oborudovaniya v elektricheskikh setyakh neftepromyslov [Methodology for managing equipment repairs in oilfield electrical networks]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, 2020, no. 2–3 (79), pp. 139–155. DOI: 10.17212/1814-1196-2020-2-3-139-155.